

# Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la FCEI



---

**Demande du Distributeur pour la révision tarifaire des années 2026-2027, 2027-2028  
et 2028-2029****DOSSIER R-4307-2025**

---

**AJUSTEMENT TARIFAIRE****Question 1 :****Référence:**

- (i) R-4011-2017, B-0232, p. 4, tableau A-1
- (ii) R-4057-2018, B-0178, p.5, version révisée du tableau A-1
- (iii) R-4270-2024, B-0422, p. 3, tableau 1
- (iv) R-4270-2024, B-0422, p. 4, tableau 2
- (v) B-0060, p. 10, tableau A-1
- (vi) B-0060, p. 11, tableau A-2
- (vii) B-0013, p. 24

**Préambule :**

La dernière ligne de la référence (i), présente une « Provision réglementaire 2018 récupérée en 2019 » de 13,6 M\$. Ce même montant est réintroduit à la quatrième ligne (Ajustement - Provision réglementaire 2018) de la référence (ii) pour être récupéré dans les tarifs de 2019.

La dernière ligne de la référence (ii), présente une « Provision réglementaire 2019 récupérée en 2020 » de 35,5 M\$.

À la référence (iii), il n'est fait aucune mention d'un ajustement pour des provisions réglementaires antérieures.

Le libellé de la dernière ligne de la référence (iii), « Revenus générés du 1er janvier au 31 mars 2026 par la hausse », ne fait pas référence à une provision réglementaire.

(iv)

(Voir R-4270-2024, B-0422, p. 4, tableau 2)

(v)

Pour l'année 2026, la référence (v) présente un « Ajustement – provision réglementaire année précédente » de 133 M\$.

**Tableau A-1**  
**Revenus additionnels requis et hausses tarifaire demandées**  
**aux 1<sup>er</sup> avril 2026, 2027 et 2028 (M\$)**

	2026	2027	2028
1 Revenus des ventes (sans hausse de tarif de l'année en cours)	15 327,4	16 128,8	17 073,6
2 Mécanisme de lissage des hausses tarifaires <sup>1</sup>	15,4	5,0	(20,3)
3 Ajustement - provision réglementaire année précédente <sup>2</sup>	(133,3)	(174,4)	(183,6)
4 <b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>15 209,5</b>	<b>15 959,5</b>	<b>16 869,6</b>
<b>Revenus requis</b>			
5 Achats			
6 Achats d'électricité	8 833,0	9 144,3	9 660,7
7 Service de transport	3 230,2	3 344,6	3 495,8
8 Coûts de distribution & services à la clientèle			
9 Charges d'exploitation	2 001,8	2 095,3	2 151,6
10 Autres charges	1 101,0	1 257,8	1 411,6
11 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(324,3)	(335,0)	(363,6)
12 Frais corporatifs	48,7	51,1	53,3
13 Revenus autres que ventes d'électricité	(177,3)	(206,2)	(241,0)
14 Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	17,6	17,9	19,7
15 Compensation réseaux municipaux	20,1	25,5	31,1
16 Rendement sur la base de tarification	1 013,6	1 151,4	1 275,3
17 <b>Revenus requis</b>	<b>15 764,5</b>	<b>16 546,8</b>	<b>17 494,5</b>
18 <b>Revenus additionnels requis (avec mécanisme de lissage)</b>	<b>(554,9)</b>	<b>(587,3)</b>	<b>(624,9)</b>
19 <b>Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif)<sup>3</sup></b>	<b>14 029,3</b>	<b>14 810,0</b>	<b>15 721,4</b>
20 <b>Hausses tarifaires demandées - 1<sup>er</sup> avril</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>
21 - Clients aux tarifs domestiques	3,0%	3,0%	3,0%
22 - Clients aux tarifs généraux et industriels (tarif L)	4,8%	4,8%	4,8%
23 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre de l'année courante</b>	<b>380,5</b>	<b>403,7</b>	<b>428,7</b>
24 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars de l'année subséquente</b>	<b>174,4</b>	<b>183,6</b>	<b>196,1<sup>4</sup></b>
25 <b>Revenus totaux générés par les hausses demandées</b>	<b>554,9</b>	<b>587,3</b>	<b>624,9</b>

<sup>1</sup> Voir pièce HQD-3, Document 1, tableau 1<sup>2</sup> Correspond au manque à gagner occasionné par le décalage entre les années biénon et tarifaire. Voir colonne 9 des tableaux A-2 à A-4.<sup>3</sup> Contrats spéciaux non assujettis à la hausse des clients industriels de grande puissance<sup>4</sup> Le montant de 196,1 M\$ constitue la provision réglementaire de 2028 et sera récupérable en 2029 lors de la prochaine révision tarifaire. La provision réglementaire de 2028 est établie au tableau A-5 (colonne 9).

(vi)

**Tableau A-2**  
**Revenus prévus en 2025, avant et après la hausse tarifaire**

Année 2025	Abonnements	Ventes	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> janvier 2025							Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> avril 2025		
			janvier à mars	avril à décembre	Total	Total			Variations				Total	Variations	
						janvier à mars	avril à décembre	Total	janvier à mars	avril à décembre	Total	(%)		(%)	(%)
			(nombre)	(GWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
<b>Domestique</b>	<b>4 043 199</b>	<b>71 553</b>	<b>2 425</b>	<b>4 001</b>	<b>6 427</b>	<b>2 498</b>	<b>4 121</b>	<b>6 619</b>	<b>73</b>	<b>120</b>	<b>193</b>	<b>3,0%</b>	<b>6 547</b>	<b>120</b>	<b>1,9%</b>
Tarifs D et DM	3 919 326	67 385	2 304	3 775	6 079	2 373	3 889	6 262	69	113	182		6 193	113	
Tarif DP	8 395	1 660	53	117	170	55	121	175	2	4	5		174	4	
Tarif DT	80 649	1 775	44	88	112	45	70	116	1	2	3		114	2	
Flex D	34 629	733	24	40	65	25	42	67	1	1	2		66	1	
<b>Généraux</b>	<b>334 515</b>	<b>55 900</b>	<b>1 501</b>	<b>3 782</b>	<b>5 283</b>	<b>1 555</b>	<b>3 918</b>	<b>5 472</b>	<b>53</b>	<b>136</b>	<b>190</b>	<b>3,6%</b>	<b>5 419</b>	<b>136</b>	<b>2,6%</b>
Tarifs G et à forfait	291 608	9 353	358	757	1 115	371	794	1 155	13	27	40		1 142	27	
Flex G	96	6	0	0	1	0	0	1	0	0	0		1	0	
Tarif biénergie de petite et moyenne puissance	4	29	1	1	2	1	1	2	0	0	0		2	0	
Eclairage public et Sentinelles	4 948	351	11	33	44	12	34	46	0	1	2		46	1	
Tarif G9	5 890	1 126	50	125	175	52	130	181	2	5	6		180	5	
Tarif M	31 822	32 306	857	2 262	3 119	888	2 343	3 232	31	81	112		3 201	81	
Tarif LG	112	11 761	210	557	767	216	577	794	7	20	27		787	20	
Tarif H	1	7	0	1	1	0	1	1	0	0	0		1	0	
Tarif CB	32	968	14	45	59	14	47	61	0	2	2		61	2	
<b>Grands industriels</b>	<b>178</b>	<b>55 451</b>	<b>701</b>	<b>2 132</b>	<b>2 834</b>	<b>708</b>	<b>2 154</b>	<b>2 862</b>	<b>7</b>	<b>21</b>	<b>28</b>	<b>s.o.</b>	<b>2 855</b>	<b>21</b>	<b>s.o.</b>
Tarif L	171	27 231	371	1 112	1 483	377	1 131	1 509	6	19	25	1,7%	1 502	19	1,3%
Contrats spéciaux	7	28 220	330	1 020	1 350	331	1 022	1 353	1	2	3	s.o.	1 353	2	s.o.
<b>Total</b>	<b>4 377 892</b>	<b>182 903</b>	<b>4 628</b>	<b>9 915</b>	<b>14 543</b>	<b>4 761</b>	<b>10 193</b>	<b>14 954</b>	<b>133</b>	<b>277</b>	<b>411</b>	<b>s.o.</b>	<b>14 820</b>	<b>277</b>	<b>s.o.</b>

(vii)

« L'augmentation de l'encaisse réglementaire, entre celle des années 2024 et 2025 et celle des années 2026 à 2028, s'explique principalement par l'application de la provision réglementaire redevenue opérante à la suite de l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable. Cela entraîne un ajustement annuel du délai de perception des comptes à recevoir, afin de refléter l'effet de la provision, laquelle occasionne un décalage dans la perception d'une portion de la hausse tarifaire. En effet, cette portion n'est recouvrée qu'au cours de l'année suivante. Ce mécanisme d'ajustement avait d'ailleurs été reconnu par la Régie dans le cadre du dossier R-3579-2005. Ainsi, le niveau de l'encaisse réglementaire a été rétabli à un seuil représentatif. Les niveaux observés en 2024 et 2025 étaient exceptionnellement bas, puisqu'ils ne tenaient pas compte des effets de la provision réglementaire, celle-ci étant alors inopérante en raison de l'application de la Loi sur la simplification. » (Nous soulignons)

### Questions :

1.1 Au niveau comptable, veuillez indiquer ce qu'il est advenu de la « Provision réglementaire 2019 récupérée en 2020 » de 35,5 M\$ (ii) suite à la sanction de la Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité.

### Réponse :

1 **Le principe de la provision réglementaire est un mécanisme utilisé par le**  
2 **Distributeur dans le cadre de la détermination des revenus additionnels requis**  
3 **pour le calcul des hausses tarifaires<sup>1</sup>. Dans le cas où les tarifs annuels sont**  
4 **établis sur la base du coût de service, il permet de pallier l'effet de décalage**  
5 **entre les revenus requis et les revenus perçus, notamment en tenant compte**  
6 **des écarts temporels entre les années tarifaires (1<sup>er</sup> avril au 31 mars) et les**  
7 **années témoins (1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre).**

8 **Toutefois, il est important de préciser que ces provisions sont strictement de**  
9 **nature réglementaire et ne font pas l'objet d'un traitement comptable dans les**  
10 **états financiers statutaires du Distributeur.**

11 **Ainsi, bien qu'une provision réglementaire ait été déterminée dans le dossier**  
12 **2019 pour être récupérée dans les tarifs de 2020, cette opération n'a eu aucune**  
13 **incidence comptable. Par ailleurs, cette provision n'était plus applicable sur le**  
14 **plan réglementaire à la suite de la sanction de la *Loi sur la simplification*,**  
15 **puisque'il y a eu un gel tarifaire en 2020. Par la suite, les augmentations tarifaires**  
16 **ont été déterminées selon l'indice des prix à la consommation, et non sur la**  
17 **base du coût de service.**

1.2 Veuillez indiquer pourquoi, à la référence (iii), les revenus de vente 2025 (sans hausse de tarif) ne sont pas ajustés d'une provision réglementaire pour les années antérieures ?

<sup>1</sup> Principe reconnu par la Régie dans sa décision D-2005-34, comme indiqué à la pièce HQD-3, Document 1 (B-0010), Annexe A, page 17.

**Réponse :**

1            **Comme indiqué en réponse à la question 1.1, la provision n'était plus applicable**  
2            **sur le plan réglementaire à la suite de la sanction de la *Loi sur la simplification*,**  
3            **puisque'il y a eu un gel tarifaire en 2020 et que les augmentations tarifaires des**  
4            **années 2021 à 2024 ont été déterminées selon l'indice des prix à la**  
5            **consommation, et non sur la base du coût de service.**

6            **Voir également la réponse à la question 1.3.**

1.3        Veuillez expliquer pourquoi, contrairement aux dossiers précédents et au présent dossier, le libellé de la dernière ligne de la référence (iii) ne fait plus référence à une provision réglementaire.

**Réponse :**

7            **Dans le cadre du dossier tarifaire 2025, le mécanisme de la provision**  
8            **réglementaire faisait partie des principes réglementaires jugés « inopérants »**  
9            **sous la *Loi sur la simplification*, les hausses tarifaires des quatre prochaines**  
10           **années devant être établies en fonction de l'indice des prix à la consommation**  
11           **et non sur la base du coût de service. Ainsi, il n'y avait pas lieu de prendre en**  
12           **compte une provision réglementaire dans le calcul de la hausse tarifaire 2025.**

13           **Le Distributeur tient toutefois à préciser que le montant à la ligne 22 du tableau**  
14           **A-1 de la référence (iii) « Revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2026 par la**  
15           **hausse » représente bien la provision réglementaire de 2025 malgré qu'elle n'ait**  
16           **pas été identifiée à ce titre.**

1.4        Veuillez indiquer si une provision réglementaire a été demandée ou prise dans le cadre du dossier tarifaire 2025. Dans l'affirmative :

- 1) Veuillez fournir les références en ce sens.
- 2) Veuillez indiquer les passages de la décision de la Régie autorisant cette provision.
- 3) Veuillez justifier la pertinence d'une telle provision considérant le cadre réglementaire en vigueur à l'époque.
- 4) Veuillez réconcilier votre réponse avec la référence (vii)

**Réponse :**

17           **Aucune provision réglementaire en lien avec l'année 2024 n'a été prise en**  
18           **compte dans le calcul de la hausse tarifaire 2025 puisque les tarifs de 2024 n'ont**  
19           **pas été établis selon le coût de service, mais plutôt indexés en fonction de**  
20           **l'indice des prix à la consommation selon la *Loi sur la simplification*.**

1            **Cependant, une provision réglementaire en lien avec l'année 2025 a pu être**  
2            **déterminée dans le cadre du dossier tarifaire 2025 puisque les revenus requis**  
3            **de cette année de recalibrage ont été établis en coût de service. Voir la réponse**  
4            **à la question 1.3.**

5            **Ainsi, la provision réglementaire de 2025 - représentant le manque à gagner**  
6            **causé par le décalage entre les revenus requis et les revenus perçus de l'année**  
7            **témoin 2025 - doit être récupérée dans l'établissement des revenus requis de**  
8            **l'année suivante. Il en est de même pour les provisions réglementaires des**  
9            **années subséquentes qui ont été prises en compte dans le calcul du délai de**  
10           **perception des comptes à recevoir dans le calcul des encaisses réglementaires**  
11           **2026 à 2028. Voir également la réponse à la question 8.2.**

1.5        Veuillez confirmer que le montant de 147 M\$ à la dernière ligne de la colonne 9 de la référence (iv) est relatif aux mois de janvier à mars 2025.

**Réponse :**

12           **Le Distributeur confirme que le montant de 147 M\$ à la dernière ligne de la**  
13           **colonne 9 de la référence (iv) correspond au manque à gagner de janvier à mars**  
14           **2025 relatif à la hausse tarifaire associée pour le 1<sup>er</sup> avril 2025 et qui serait à**  
15           **récupérer dans la hausse tarifaire 2026 selon le mécanisme de la provision**  
16           **réglementaire<sup>2</sup>.**

1.6        Veuillez confirmer que le montant de 146,7 M\$ (Revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2026 par la hausse) apparaissant à la dernière ligne de la référence (iii) correspond au montant de, 147 M\$ (janvier à mars) la dernière ligne de la colonne 9 de la référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez expliquer que les Revenus générés par la hausse du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2026 correspondent exactement au déficit de revenu de janvier à mars 2025 causé par la hausse décalée des tarifs au 1<sup>er</sup> avril, malgré l'évolution de la demande entre les deux années.

**Réponse :**

17           **Le Distributeur confirme que le montant de 146,7 M\$ apparaissant à la dernière**  
18           **ligne de la référence (iii) correspond bien au montant de 147 M\$ (janvier à mars)**  
19           **figurant à la dernière ligne de la colonne 9 de la référence (iv). Cette légère**  
20           **différence est attribuable à l'arrondissement des montants présentés.**

21           **Le Distributeur tient à préciser que ce montant ne représente pas les revenus**  
22           **générés par la hausse tarifaire de 2026, mais bien les revenus générés par la**  
23           **hausse tarifaire de 2025, appliquée à compter du 1<sup>er</sup> avril 2025 et donc jusqu'au**  
24           **31 mars 2026.**

---

<sup>2</sup> Ce que la Régie a d'ailleurs reconnu dans sa décision [D-2025-042](#), paragraphe 10.

1 En effet, conformément aux principes reconnus par la Régie, bien que les  
2 revenus soient calculés sur une année civile (du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre),  
3 les hausses tarifaires entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> avril de chaque année. Ainsi, les  
4 revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2026 sont calculés avec les tarifs en  
5 vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2025, soit ceux de la hausse tarifaire de 2025.

6 Dans le cadre du calcul des hausses tarifaires au 1<sup>er</sup> avril 2026, les volumes de  
7 consommation prévus pour l'année 2026 sont pris en compte. Toutefois,  
8 puisque la hausse tarifaire de 2026 ne sera effective qu'à partir du 1<sup>er</sup> avril 2026,  
9 les revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2027 seront, à leur tour, calculés  
10 avec les tarifs de la hausse en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2026.

11 Ce mécanisme reflète le décalage entre les années tarifaires et les années  
12 témoins, et justifie l'utilisation du mécanisme de la provision réglementaire afin  
13 d'assurer une correspondance adéquate entre les revenus requis et les revenus  
14 perçus.

- 1.7 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer si le montant de 133,3 M\$ peut être retracé dans le dossier tarifaire R-4270-2024. Si oui, veuillez fournir les références en ce sens. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

15 Le montant de 133,3 M\$ correspond au manque à gagner de janvier à mars 2025  
16 relatif à la hausse tarifaire autorisée et ajustée du décret 464-2025 émis le 26  
17 mars 2025 fixant la hausse tarifaire des tarifs domestiques à 3,0 %. Ainsi, l'écart  
18 entre le montant de 147 M\$ apparaissant à la référence (iv) et le montant de  
19 133 M\$ s'explique par l'écart entre la hausse tarifaire autorisée en 2025 de 3,6 %  
20 et la hausse tarifaire à 3,0 % établie par décret visant les tarifs domestiques.

21 De plus, le tableau 2 de la référence (iv) qui a été établi en date du 20 mars 2025,  
22 a été mis à jour dans le cadre du dépôt du présent dossier tarifaire à la pièce  
23 HQD-1, Document 1 ([B-0060](#)), tableau A-2 et le montant relatif aux mois de  
24 janvier à mars 2025 de 133 M\$ y est présenté à la dernière ligne de la colonne 9.

- 1.8 Veuillez réconcilier ce montant de 133,3 M\$ et le montant de 146,7 M\$ se trouvant à la dernière ligne de la référence (iii).

**Réponse :**

25 **Voir la réponse à la question 1.7.**

- 1.9 Veuillez de plus indiquer si, en l'absence des modifications législatives introduites par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, le Distributeur avait prévu appliquer un « ajustement - provision réglementaire 2025 » au revenu requis de l'année 2030 pour l'un ou l'autre de ces montants. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

1            **La question est hypothétique mais, comme mentionné en réponse à la question**  
 2            **1.3, le mécanisme de la provision réglementaire n'avait pas d'utilité dans le**  
 3            **cadre de la *Loi sur la simplification* et, donc, aucune provision réglementaire**  
 4            **n'aurait été appliquée dans la détermination des tarifs de l'année 2030.**

1.10 De manière générale, veuillez élaborer sur les assises légales, réglementaires et comptables sur lesquelles s'appuie le Distributeur pour introduire l'Ajustement - provision réglementaire de 133,3 M\$ pour l'année 2026.

**Réponse :**

5            **Voir les réponses aux questions 1.1, 1.4 et 1.5.**

**APPROVISIONNEMENTS****Question 2 :****Références:**

- (i) Loi sur la gouvernance responsable, p. 26, article 59
- (ii) B-0010, p.17
- (iii) B-0010, p. 12, note 10
- (iv) B-0027, pp. 7 et 8
- (v) B-0027, p. 5
- (vi) B-0027, p. 13 (Annexe A)
- (vii) R-4270-2024, B-0103, p. 28, tableau R-10.10R-4210-2022, B-0167, p. 90  
**Préambule :** (i)00000« 74.1. Le distributeur d'électricité doit assurer par tout moyen, notamment en concluant un contrat d'approvisionnement en électricité avec une personne ou une société pouvant entre autres être constituée en partenariat avec une communauté autochtone ou une municipalité, les approvisionnements requis pour la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale.<sup>27</sup>  
 0Lorsque le distributeur d'électricité conclut un contrat d'approvisionnement en électricité aux fins de l'application du premier alinéa, il doit, dans les cas et aux conditions que la Régie détermine par règlement, demander à cette dernière d'autoriser un tel contrat. Cette autorisation n'est toutefois pas requise : 1° lorsque le distributeur d'électricité procède à l'adjudication d'un contrat d'approvisionnement en électricité de source renouvelable dans le cadre d'un appel d'offres public permettant d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs d'électricité qui y participent; 2° lorsque le distributeur

d'électricité conclut un contrat d'approvisionnement en électricité en raison d'une situation d'urgence ou pour une durée d'au plus trois mois; 3° lorsque le gouvernement autorise le contrat d'approvisionnement en électricité aux conditions qu'il détermine. Pour l'application du paragraphe 1° du troisième alinéa, lorsqu'un appel d'offres vise toutes les sources d'énergie renouvelable, un projet de gestion de la demande ou d'efficacité énergétique et son promoteur sont considérés respectivement comme un approvisionnement en électricité et un fournisseur d'électricité. »

(ii)

Eu égard au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité, le Distributeur réfère à la note 10.

(iii)

« L'ensemble des principes qui étaient inopérants dans le régime induit par la Loi sur la simplification (2020-2025) redeviennent utiles et disponibles suivant le retour en tout temps en coût de service en vertu de la Loi sur la gouvernance responsable, à l'exception du MTÉR (D-2014-034) rendu caduc par l'article 52.3 de la LRÉ. »

(iv)

Approvisionnements provenant d'Hydro-Québec

- Remplacement du contrat pour le Service d'intégration éolienne, qui arrive à échéance le 31 août 2025, par un approvisionnement d'Hydro-Québec dont les caractéristiques sont identiques et dont la justification est fournie à l'Annexe B ;
- Remplacement du volume des contrats Base et Cyclable avec Hydro-Québec, après leur échéance au 28 février 2027, par un approvisionnement d'Hydro-Québec dont les caractéristiques sont similaires (600 MW cyclable, jusqu'à 3,7 TWh en 2028) et dont la justification est fournie à l'Annexe C ;
- Utilisation de toute l'énergie rappelée en vertu des Conventions d'énergie différée pour les contrats Base et Cyclable, jusqu'à leur échéance ;
- Après l'échéance des Conventions d'énergie différée, mise en place d'un approvisionnement en base hivernale atteignant 1 000 MW et 1,9 TWh en 2028, et dont la justification est fournie à l'Annexe D.

Approvisionnements des parcs éoliens

- Maintien projeté des approvisionnements issus des contrats qui arrivent à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire (Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Carleton) selon l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs ;

- Report du 1er décembre 2026 au 1er décembre 2027 de la mise en service prévue du parc éolien de la Forêt domaniale.

#### Approvisionnement des centrales de cogénération

- Maintien projeté des approvisionnements issus des contrats qui arrivent à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire (St-Félicien, Thurso, Dolbeau, Gatineau, Windsor) selon l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs ;
- Report du 1er décembre 2025 au 1er décembre 2026 de la mise en service prévue de 21 la centrale de cogénération de Bedford.

(v)

« Pour les nouveaux approvisionnements fournis par Hydro-Québec, les coûts seront établis de manière à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables. »

(vi)

(Voir B-0027, p. 13 (Annexe A))

(vii)

**Tableau R-10.1**  
**Puissance UCAP – Hiver 2023-2024**

		RFP 2023-1	
		Janvier 2024	Février 2024
<b>Quantité recherchée</b>	MW	1000	1000
<b>Quantité offerte</b>	MW	775	775
<b>Quantité acquise</b>	MW	775	775
<b>Prix moyen offert</b>	\$US / kW-mois	5,64	5,64
<b>MIN</b>	\$US / kW-mois	4,50	4,50
<b>MAX</b>	\$US / kW-mois	6,05	6,05
<b>Prix moyen payé</b>	\$US / kW-mois	5,64	5,64
<b>Encan mensuel UCAP - ROS</b>	\$US / kW-mois	4,10	4,60
<b>Prix payé ÷ Encan mensuel</b>	Ratio	1,4	1,2

(viii)

« Le Distributeur planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés 12 de court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW et qui inclut 200 MW de partage 13 de réserve, pour l'établir à 1 500 MW à partir de l'hiver 2024-2025, incluant 200 MW de partage 14 de réserve. Divers éléments justifient cette contribution accrue. »

### Questions :

2.1 Relativement aux références (ii) et (iii), veuillez confirmer que le Distributeur propose de réactiver le compte de pass-on pour les achats d'électricité de sorte que les écarts entre les hypothèses relatives aux coûts des approvisionnements post-patrimoniaux, dont notamment des nouveaux contrats post-patrimoniaux dont il est fait mention à la référence (iv), et les coûts réels seront captés dans ce compte et réintroduit dans les tarifs d'un cycle tarifaire futur.

### Réponse :

1 **Le compte de *pass-on*, tout comme l'ensemble des CER déjà autorisés par la**  
2 **Régie<sup>3</sup>, est redevenu opérant à titre de récipient à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026.**  
3 **Son application ainsi que les modalités de disposition des montants qui y**  
4 **seraient versés pourront être statuées dans le cadre du dossier portant sur le**  
5 **MTSM dont le dépôt est prévu au premier semestre de 2026.**

2.2 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer lesquels des nouveaux approvisionnements avec le Producteur (SIÉ, contrat cyclable, contrat de base hivernal) et les approvisionnements éoliens et de cogénération venant à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire nécessiteront une approbation de la Régie en vertu du nouvel article 74.1 (i).

### Réponse :

6 **Les approvisionnements fournis par Hydro-Québec ne nécessitent pas**  
7 **d'autorisation de la Régie. À l'exception des contrats visés par le 3<sup>e</sup> alinéa de**  
8 **l'article 74.1 qui ne nécessitent pas d'autorisation de la Régie, ce sont les**  
9 **contrats dans les cas qui seront prévus par le règlement mentionné au second**  
10 **alinéa de l'article 74.1 de la LRÉ qui devront faire l'objet d'une autorisation de**  
11 **la Régie.**

2.2.1 Outre les motifs énoncés aux annexes B à D de la pièce B-0027, veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'autres éléments soutenant le caractère compétitif de ces contrats pour des produits et services comparables (v).

<sup>3</sup> Annexe A de la pièce HQD-3, Document 1 ([B-0010](#)).

**Réponse :**

1            **Le Distributeur considère avoir fourni les justifications nécessaires du**  
2            **caractère compétitif dans les annexes B à D, dans le contexte où les produits**  
3            **obtenus sont équivalents à ceux dont les contrats arrivaient à échéance. Le**  
4            **prochain plan d’approvisionnement du Distributeur permettra d’apprécier les**  
5            **besoins ainsi que le caractère compétitif des approvisionnement fournis par**  
6            **Hydro-Québec à plus long terme.**

2.3        Eu égard aux contrats éoliens et de cogénérations venant à échéance sur l’horizon de la  
demande tarifaire, veuillez indiquer et justifier la ou les hypothèses utilisées par le  
Distributeur eu égard au taux d’indexation des futurs contrats.

**Réponse :**

7            **Le Distributeur a posé l’hypothèse de la prolongation de ces**  
8            **approvisionnements aux mêmes termes et conditions que celles établies dans**  
9            **les contrats existants. Le Distributeur ne disposait pas d’indications selon**  
10           **lesquelles, sur l’horizon 2028, l’indexation du prix de ces approvisionnements**  
11           **serait à ajuster.**

2.4        Considérant que ces parcs éoliens sont déjà en opération depuis de nombreuses années  
et considérant également l’évolution des prix des appels d’offres éoliens depuis la mise  
en place des contrats initiaux, veuillez indiquer pourquoi la poursuite de l’indexation  
des prix de ces contrats constitue selon le Distributeur un compromis compétitif et  
reflétant le prix du marché.

**Réponse :**

12           **Au moment de la préparation du dossier, le Distributeur ne disposait pas**  
13           **d’informations lui permettant de poser d’autre hypothèse que celle-là.**

2.4.1      Veuillez indiquer si le Distributeur a mis ou prévoit mettre en place des processus  
compétitifs pour s’assurer que les prix associés au prolongement de ces  
approvisionnements soient compétitifs. Le cas échéant, veuillez décrire ces processus.

**Réponse :**

14           **Le Distributeur prévoit mettre en place un processus permettant d’obtenir le**  
15           **meilleur prix possible et fera les demandes d’approbation au moment opportun,**  
16           **le cas échéant.**

2.4.2      Veuillez indiquer si le Distributeur dispose de comparables quant au renouvellement de  
contrats similaires dans d’autres juridictions. Le cas échéant, veuillez présenter ces  
comparables et indiquer les niveaux de prix en termes relatifs (par rapport au contrat  
initial) et en termes absolus.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 2.4.1.**

2.5 Considérant que les installations de cogénération sont déjà en opération depuis de nombreuses années, veuillez indiquer pourquoi la poursuite de l'indexation des prix de ces contrats constitue selon le Distributeur un compromis compétitif et reflétant le prix du marché.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 2.4.**

2.5.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a mis ou prévoit mettre en place des processus compétitifs pour s'assurer que les prix associés au prolongement de ces contrats soient compétitifs. Le cas échéant, veuillez décrire ces processus.

**Réponse :**

3 **Voir la réponse à la question 2.4.1.**

2.5.2 Considérant le coût beaucoup plus élevé des contrats de cogénération par rapport aux contrats éoliens(vi), veuillez démontrer que le renouvellement de ces approvisionnements constitue une solution compétitive.

**Réponse :**

4 **Les centrales thermiques de cogénération à la biomasse ou au biogaz**  
5 **fournissent un produit en électricité très différent des parcs éoliens. Les**  
6 **contrats de cogénération offrent un approvisionnement en base avec une**  
7 **contribution en puissance élevée. Leur prix doit être apprécié en conséquence.**  
8 **La filière présente également d'autres attributs qui justifient qu'elle fasse partie**  
9 **du portefeuille d'approvisionnements du Distributeur.**

2.5.3 Veuillez indiquer si le Distributeur dispose de comparables quant au renouvellement de contrats similaires dans d'autres juridictions. Le cas échéant, veuillez présenter ces comparables et indiquer les niveaux de prix en termes relatifs (par rapport au contrat initial) et en termes absolus.

**Réponse :**

10 **Le Distributeur rappelle qu'il a posé des hypothèses visant à établir des coûts**  
11 **prospectifs. Il présentera l'information demandée lorsqu'il demandera à la**  
12 **Régie d'approuver les nouveaux contrats ou d'en reconnaître les coûts réels.**

- 2.6 Relativement à la référence (iv), la FCEI ne voit pas à l'annexe D de justification du niveau de puissance de 1000 MW du contrat d'approvisionnement en base hivernal pour les mois de janvier et février ni du besoin de puissance de 300 MW en décembre et mars. Veuillez produire ces justifications.

**Réponse :**

1 **Le bilan de puissance est constitué de la demande prévue à la pointe, laquelle**  
2 **est prévue en janvier. Ainsi, le bilan permet de constater un besoin de l'ordre**  
3 **de 1 000 MW. Le Distributeur a néanmoins précisé qu'il n'avait pas besoin de**  
4 **1 000 MW pour tous les mois de l'hiver, ce qui permet de définir un produit qui**  
5 **correspond davantage à son besoin et dont le coût est moindre, à l'image des**  
6 **conventions d'énergie différée établies sur une base mensuelle. Le Distributeur**  
7 **ne voit pas l'intérêt de produire de bilans mensuels dans le cadre du présent**  
8 **dossier.**

- 2.7 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur propose un contrat de base hivernal de 1000 MW plutôt que le niveau de 800 MW actuel considérant le niveau d'utilisation du marché de court terme pour les années tarifaires visées par la demande.

**Réponse :**

9 **Dans le contexte de la hausse projetée de la demande, un produit en base**  
10 **répond mieux aux besoins en énergie et en puissance du Distributeur que des**  
11 **approvisionnements de court terme dont les quantités et les prix varient**  
12 **d'heure en heure.**

- 2.8 La référence (viii) parle d'une contribution maximale des marchés de court terme de 1500 MW à partir de l'hiver 2024-2025. Veuillez indiquer quelle est la contribution maximale des marchés de court terme considérée par le Distributeur pour chacune des trois années témoins.

**Réponse :**

13 **Le Distributeur a considéré une contribution maximale des marchés de court**  
14 **terme de 1 500 MW pour chacune des trois années témoin.**

- 2.9 Veuillez indiquer et justifier l'impact sur la contribution maximale des marchés de court terme pour l'hiver 2028-2029 de proposer un contrat de base hivernal de 1000 MW plutôt que 800 MW.

**Réponse :**

15 **Voir la réponse à la question 2.7.**

2.10 Veuillez indiquer et justifier l'impact sur la contribution maximale des marchés de court terme pour l'hiver 2028-2029 si le Distributeur devait ne pas conclure de contrat de base hivernal.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 2.7. Le Distributeur ajoute qu'il serait alors**  
2 **davantage exposé à la volatilité des prix de marché.**

2.11 Veuillez reproduire le tableau de la référence (vii) pour l'hiver 2024-2025 en y ajoutant les mois de décembre et mars. Veuillez de plus fournir le même tableau pour l'hiver 2025-2026 si l'information est disponible.

**Réponse :**

3 **Voir la réponse à la question 17.1 de la demande de renseignements n° 1 de**  
4 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-8, Document 2.1. Il n'y a aucune quantité recherchée**  
5 **en décembre 2024 et mars 2025. L'information n'est pas disponible pour l'hiver**  
6 **2025-2026.**

## EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

### Question 3 :

#### Références:

- (i) B-0044, pp. 5 et 6
- (ii) B-0044, p. 20, annexe A

#### Préambule :

(i)

« Les nouvelles dispositions de la Loi sur la gouvernance responsable fixent la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035 cible qui ne sera atteignable qu'avec le déploiement des mesures d'ÉE énoncées dans le Plan d'action 2035. Ces nouvelles dispositions établissent également que la Régie doit effectuer une révision tarifaire aux trois ans, impliquant donc que le Distributeur détermine les budgets de ses programmes d'ÉE et de GDP pour cette même période.

Dans ce nouveau contexte réglementaire, le déploiement d'une trajectoire en ÉE aussi ambitieuse amène plusieurs défis, et ce, pour chacune des clientèles. En proposant et déployant des initiatives complexes et structurantes dans un contexte en constante évolution, le Distributeur soumet qu'une flexibilité additionnelle est dorénavant nécessaire dans la gestion des budgets de ses programmes. Les initiatives proposées sont notamment assujetties à des contextes économique et réglementaire incertains et en évolution ainsi qu'à des cycles d'investissement plus longs. Le Distributeur aura besoin d'une marge de manœuvre

supplémentaire au cours des trois prochaines années pour s'adapter aux besoins de marché qui évoluent rapidement et qui nécessitent un ajustement en continu. L'objectif est de permettre une plus grande optimisation des programmes afin de notamment profiter de l'engouement suscité par certains, de répondre à des changements à l'écosystème, de s'ajuster en cas d'évolution des gains énergétiques associés aux programmes et d'être ainsi en mesure de rencontrer les ambitions du Plan d'action 2035. Le Distributeur soumet donc que, dans ce nouveau contexte de projection sur trois années, une approche prévisionnelle par programmes n'est plus appropriée.

Une gestion par portfolios, l'un pour l'ÉE et l'autre pour la GDP, apparaît davantage adaptée à ce contexte, aux besoins du Distributeur, de sa clientèle ainsi qu'à ceux de l'écosystème de partenaires de marché. Ainsi, la présente demande budgétaire sera présentée de façon globale pour les programmes d'ÉE et de GDP, respectivement pour les trois années visées par celle-ci. Une telle approche par portfolios permettra ainsi à la Régie d'apprécier si les coûts sont justifiés et d'exercer sa compétence conformément au nouveau contexte réglementaire. » (Nous omissions, nous soulignons)

(ii)

(Voir B-0044, p. 20, annexe A)

#### **Questions :**

3.1 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur les inconvénients d'une approche prévisionnelle par programme dans le nouveau contexte réglementaire.

#### **Réponse :**

1 **En plus des explications fournies à la section « 1. Contexte » de la pièce révisée**  
2 **HQD-2, Document 2.2 (B-0075) concernant les avantages de la nouvelle**  
3 **approche, le Distributeur a fourni d'autres éléments de réponse à la section**  
4 **« 1. Contexte » du Complément de preuve à la pièce révisée HQD-7, Document 1**  
5 **(B-0076). L'approche par portfolios avec les avantages qu'il a fait valoir vise à**  
6 **contourner les désavantages de l'approche prévisionnelle par programmes.**

3.2 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur les avantages d'une approche par portfolio dans le nouveau contexte réglementaire.

#### **Réponse :**

7 **Voir la réponse à la question 3.1.**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE****Question 4 :****Références:**

- (i) B-0011, p. 13
- (ii) B-0011, p. 15
- (iii) R-4210-2022, B-0102, pp. 11 et 12
- (iv) R-4210-2022, B-0061, p. 24
- (v) État d'avancement 2024 du plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 13, tableau 2.3
- (vi) État d'avancement 2024 du plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 13
- (vii) <https://www.aveq.ca/actualiteacutes/category/statistiques>

**Préambule :**

(i)

« Au secteur Résidentiel, soit les tarifs D, DM et DP, D Flex, DT et TDT, l'écart total de +676 GWh s'explique essentiellement par des ventes réelles légèrement plus fortes que prévu (environ +290 GWh pour les mois de janvier à avril 2025) et par un rehaussement des ventes en lien avec les véhicules électriques. » (Nous soulignons)

(ii)

« La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle quant à elle de la prévision en énergie. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2025-2026 atteindront 40 599 MW, 40 933 MW à la pointe de l'hiver 2026-2027 et 41 548 MW à la pointe de l'hiver 2027-2028, soit une hausse cumulative de 1 126 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2024-2025. Cet écart découle principalement de la croissance prévue des ventes au secteur commercial et institutionnel, de même qu'au secteur résidentiel et agricole. » (Nous soulignons)

(iii)

« Le Distributeur présente à la section 8.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0009), une amélioration de son approche méthodologique pour l'établissement de la prévision des besoins en puissance ralliant les modèles conventionnels pour l'estimation des besoins en puissance des usages traditionnels à des analyses horaires quantifiant l'impact d'usages émergents, notamment celui des véhicules électriques, susceptibles de faire évoluer le profil de demande horaire. Ainsi, le Distributeur confirme partiellement la compréhension de l'intervenant, mais limite sa portée aux usages émergents. La méthodologie développée par le Distributeur s'appuie

sur une approche probabiliste permettant d'évaluer l'impact moyen en pointe d'un usage émergent donné en fonction de la diffusion de tous les usages émergents analysés. » (Nous soulignons)

(iv)

**TABLEAU R-3.9 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**

En MW	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
<b>Usages</b>										
Véhicules électriques	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Déplacement	0	-1	-3	-7	-12	-25	-53	-99	-186	-336

**3.10** Veuillez indiquer le nombre de véhicules électriques prévus et l'impact en puissance moyen par véhicule pour chacune des années du plan selon le format de la référence (vi).

Réponse :

Le tableau R-3.10 présente le nombre de véhicules électriques prévus ainsi que leurs impacts en puissance moyenne par véhicule sur la période couverte par le Plan.

**TABLEAU R-3.10:**  
**IMPACT EN PUISSANCE MOYEN PAR VÉHICULE ÉLECTRIQUE**

	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2032- 2032
<b>Véhicules électriques</b>										
MW	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Nombre ('000, janvier)	176	246	328	421	530	678	881	1 129	1 430	1 811
kW par véhicule	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0

(v)

**TABLEAU 2.3 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE  
 PAR USAGE À LA POINTE D'HIVER**

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
<b>Usages<sup>1</sup></b>														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 789	14 891	15 017	15 163	15 285	15 342	15 363	15 340	15 323	15 352	15 333	15 316
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 750	3 683	3 692	3 676	3 650	3 631	3 605	3 569	3 532	3 519	3 503	3 488
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 040	2 037	2 046	2 058	2 074	2 070	2 070	2 068	2 072	2 062	2 055	2 038
Industriel	8 707	8 598	8 434	8 645	8 731	8 774	8 827	8 954	8 976	8 992	9 008	9 023	9 038	9 055
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	45	86	157	184	419	692	913	1 121	1 478	1 946	2 357
Filière batterie	0	0	5	34	231	325	489	676	755	833	864	897	929	953
Centres de données	127	137	147	175	249	322	393	466	536	598	651	654	659	664
Chaînes de blocs <sup>2</sup>	211	287	319	304	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Serres	186	203	226	238	244	278	310	364	366	367	366	368	369	371
Véhicules électriques	90	110	132	179	240	360	535	791	1 141	1 574	2 027	2 429	2 879	3 277
Photovoltaïque	0	0	0	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-3	-3	-3	-2	-2
Autres usages	10 048	10 013	10 281	10 083	9 871	9 852	9 714	9 681	9 692	9 699	9 711	9 832	9 998	10 204
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>39 665</b>	<b>39 835</b>	<b>40 124</b>	<b>40 312</b>	<b>40 711</b>	<b>41 268</b>	<b>41 764</b>	<b>42 696</b>	<b>43 498</b>	<b>44 255</b>	<b>44 979</b>	<b>45 916</b>	<b>47 011</b>	<b>48 027</b>
(Besoins visés par le Plan)														

Notes:

<sup>1</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.  
<sup>2</sup> Ventés estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

(vi)

« Finalement, une augmentation de +301 MW est attribuée à la mise à jour de l'impact en puissance des besoins liée aux véhicules électriques. En effet, l'action combinée de l'adoption des différentes technologies de transition, comme les camions et les véhicules électriques, accélère la migration des occurrences de pointes d'hiver en début de soirée, où l'importance relative de la recharge des véhicules électriques est plus significative. » (Nous soulignons)

(vii)

« Objectif gouvernemental

Depuis déjà quelques années nous analysons la tendance afin de voir si l'atteinte de l'objectif gouvernemental de 2 000 000 de véhicules électriques sur nos routes pour 2030 était réaliste et si oui quand prévoyait-on y arriver. L'année 2024 qui semblait « trop belle pour être vraie » correspondait cependant à nos prévisions. Toutefois, les énormes fluctuations entre cette année et l'année dernière sont plus qu'un simple effet de ralentissement temporaire. Dans ce contexte, la progression observée ne correspond plus à aucun modèle de progression simple et continuer avec l'ancienne projection ne serait pas non plus réaliste, car le ralentissement observé ne sera selon nous malheureusement pas l'histoire que de 2 ou 3 trimestres. » (Nous soulignons)

(viii)

### Montants prévus de l'aide financière Roulez vert

Type de véhicule	Véhicule immatriculé en 2024	Véhicule immatriculé en 2025	Véhicule immatriculé en 2026	Véhicule immatriculé en 2027
<b>Véhicule entièrement électrique</b>	7 000 \$	4 000 \$	2 000 \$	0 \$
<b>Véhicule hybride rechargeable (de 8 à moins de 15 kWh)</b>	2 500 \$	1 000 \$	500 \$	0 \$
<b>Véhicule hybride rechargeable (15kWh et +)</b>	5 000 \$	2 000 \$	1 000 \$	0 \$
<b>Véhicule entièrement électrique d'occasion</b>	3 500 \$	2 000 \$	1 000 \$	0 \$
<b>Motocyclette électrique</b>	2 000 \$	1 000 \$	500 \$	0 \$
<b>Motocyclette à vitesse limitée électrique</b>	500 \$	0 \$	0 \$	0 \$

»

**Questions :**

4.1 Relativement à la référence (ii), veuillez confirmer que le Distributeur applique toujours à sa prévision de demande les améliorations énoncées à la référence (iii).

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme.**

4.2 Veuillez indiquer si, et le cas échéant comment, le Distributeur a pris en compte la fin des incitatifs fédéraux pour l'achat de véhicules électriques, la fin annoncée pour 2026 des aides financières dans le cadre du programme provincial Roulez vert (viii) et les tendances récentes (vii) dans l'établissement de sa prévision des besoins en énergie et en puissance pour la recharge de véhicules électriques. Si oui, veuillez identifier les impacts de ces changements. Sinon, veuillez justifier.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur suit de près les évolutions récentes du marché des véhicules**  
3 **électriques (VÉ), notamment en ce qui concerne les incitatifs financiers et les**  
4 **tendances observées dans les ventes.**

5 **Le gouvernement fédéral a exprimé son intention de mettre en place un**  
6 **nouveau programme, et des discussions sont en cours avec l'industrie pour en**  
7 **définir les modalités. Cela ne remet pas en cause la tendance de fond vers**  
8 **l'électrification.**

9 **Du côté provincial, la fin annoncée du programme Roulez vert est prévue pour**  
10 **2027, et non 2026 tel qu'indiqué dans la question. Cette diminution progressive**  
11 **des aides financières coïncide avec une période où la norme VZE devient de**  
12 **plus en plus contraignante. Ainsi, même si les incitatifs diminuent, les**  
13 **obligations réglementaires en matière de ventes de VÉ s'intensifient, ce qui**  
14 **continue de soutenir la croissance du parc électrique.**

15 **De plus, certains concessionnaires compensent la réduction des subventions**  
16 **par des rabais commerciaux, ce qui atténue l'impact pour les consommateurs.**

17 **Voir également la réponse à la question 9.17 de la demande de renseignements**  
18 **n° 1 de l'UC à la pièce HQD-8, Document 10.1.**

4.3 Veuillez mettre à jour les tableaux 3.9, et 3.10 (iv) de même que le tableau 2.3 (v). Veuillez de plus expliquer les variations par rapport à ces tableaux et, le cas échéant, identifier l'impact des phénomènes évoqués aux références (i) et (vi).

**Réponse :**

19 **Le Distributeur considère que la question de l'intervenant dépasse le cadre du**  
20 **dossier tarifaire, il appert plutôt à une question de plan d'approvisionnement.**

1            **Cependant, par courtoisie, le Distributeur invite l'intervenant à consulter l'[État](#)**  
2            **[d'avancement 2025](#) qui contient la mise à jour du tableau 2.3, ainsi que la**  
3            **réponse à la question 9.16 de la demande de renseignements n° 1 de l'UC à la**  
4            **pièce HQD-8, Document 10.1.**

4.4        Plusieurs reports ou annulations de projets industriels d'envergure ont été annoncés depuis le dépôt du dossier tarifaire par le Distributeur, notamment dans la filière batterie. Veuillez dresser la liste des projets industriels importants qui ont fait l'objet de tels reports ou annulations en quantifier leur impact marginal sur les besoins en énergie et en puissance pour chacune des années visées par la demande.

**Réponse :**

5            **Le Distributeur rappelle que la prévision des secteurs industriels ne repose pas**  
6            **sur la somme de prévision par projet mais bien par enveloppe de croissance.**

7            **Voir à ce sujet la réponse à la question 25.6 de la demande de renseignements**  
8            **n° 2 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2 ([B-0078](#)).**

9            **Toutefois, le Distributeur tient à souligner que généralement, la montée en**  
10           **charge de nouveaux clients se fait de façon graduelle. Ainsi, les reports ou**  
11           **annulations de projets industriels n'ont pas d'effet majeur à court terme.**  
12           **Néanmoins, tel que mentionné dans l'[État d'avancement 2025](#), une diminution**  
13           **de 1,2 TWh des ventes associées à la filière batterie est prévue à l'horizon 2032**  
14           **par rapport à l'État d'avancement 2024 en raison du contexte économique plus**  
15           **difficile que connaît ce secteur.**

**CONDITIONS DE SERVICE**

**Question 5 :**

**Références:**

- (i)        B-0009, p. 6 tableau 1
- (ii)       B-0009, p. 9, notes de bas de page 10 et 11
- (iii)      D-2024-113

**Préambule :**

(i)

**Tableau 1**  
**Évolution de l'adhésion de la clientèle à la Facture Internet entre 2016 et 2025**

Année	Nombre de clients adhérent à la Facture Internet	Proportion de clients adhérent à la Facture Internet (%)	Variation de la proportion de clients (%)
2016	1 019 620	30 %	
2017	1 200 080	35 %	+ 5 %
2018	1 412 014	41 %	+ 6 %
2019	1 623 222	47 %	+ 6%
2020	1 819 505	52 %	+ 5 %
2021	1 991 097	56 %	+ 4 %
2022	2 146 096	59 %	+ 3 %
2023	2 281 101	62 %	+ 3 %
2024 <sup>1</sup>	2 451 159	67 %	+ 5 %
2025 <sup>2</sup>	2 496 241	68 %	+ 1 %

<sup>1</sup> Pour l'année 2024, les adhésions ont été influencées par la grève à Postes Canada, survenue durant les mois de novembre et décembre 2024. Sans cet événement, la tendance aurait été légèrement inférieure à celle de l'année 2023.

<sup>2</sup> Données au 30 juin 2025.

(ii)

« <sup>10</sup> Cette estimation est obtenue sur la base de la transmission d'une moyenne de 12 factures par année et des données suivantes, en date du 30 juin 2025 : 1 191 345 clients à la facture papier dont 1 132 586 clients résidentiels, 477 252 clients exemptés des frais, 554 967 clients qui migreraient à la Facture Internet.

<sup>11</sup> Soit 49 % des 1 132 586 clients résidentiels (en date du 30 juin 2025) x 12 factures x 1,40 \$.

(iii)

(Voir D-2024-113)

**Questions :**

5.1 Relativement à la référence (i) :

5.1.1 Veuillez ajouter une décimale au pourcentage présenté aux deux dernières colonnes du tableau 1.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur est d'avis que l'information présentée en référence (i) est**  
2            **suffisamment précise pour broser un portrait relatif à l'adhésion des clients à**  
3            **la Facture Internet.**

5.1.2 Veuillez ajouter une colonne présentant le dénominateur utilisé pour calculer la Proportion de clients adhérant à la Facture Internet et expliquer comment il est obtenu en réconciliant au besoin avec les données de la référence (ii).

**Réponse :**

4            **La proportion de clients adhérant à la Facture Internet est obtenue en divisant**  
5            **le nombre de clients adhérant à la Facture Internet sur le nombre total de clients**  
6            **du Distributeur à la fin d'un mois donné. À titre d'exemple, en date du**  
7            **31 décembre 2023, il y avait 2 281 101 clients inscrits à la Facture Internet sur**  
8            **un total de 3 657 018 clients, soit une proportion de 62 %.**

9            **Voir également la réponse à la question 5.1.3.**

5.1.3 Veuillez ventiler le tableau résultant des questions précédentes entre la clientèle résidentielle et la clientèle affaires.

**Réponse :**

10           **Le tableau R-5.1.3 présente, par types de clientèle (résidentielle, commerciale**  
11           **et d'affaires<sup>4</sup>), le nombre de clients adhérant à la Facture Internet et le nombre**  
12           **total de clients pour les années 2020 à 2025, en date du 31 décembre de**  
13           **chacune des années, à l'exception de l'année 2025 pour laquelle les données**  
14           **sont en date du 30 juin 2025<sup>5</sup>.**

15           **Le Distributeur précise qu'il n'est pas en mesure de fournir l'information**  
16           **demandée pour les années 2016 à 2019.**

---

<sup>4</sup> Pour la distinction entre la clientèle commerciale et la clientèle d'affaires, voir la réponse 4c.12.1 de la demande de renseignements n° 1 du RTIEÉ, à la pièce HQD-13, Document 11.1 ([B-0356](#)) du dossier R-4270-2024 Phase 4, tel que redéposé à la Régie le 22 octobre 2025 au dossier R-4316-2025.

<sup>5</sup> Pour les années 2016 à 2019, le Distributeur dispose uniquement des données pour les années entières, lesquelles ont été fournies au Tableau 1.

**Tableau R-5.1.3**  
**Évolution de l'adhésion de la clientèle à la Facture Internet entre 2020 et 2025, par types de clientèle**

Année	Type de clientèle	Nombre de clients adhérant à la Facture Internet	Nombre total de clients	Proportion de clients adhérant à la Facture Internet (%)	Variation de la proportion de clients (%)
<b>2020</b>	<b>Total</b>	<b>1 819 508</b>	<b>3 525 139</b>	<b>52 %</b>	<b>+ 5 %</b>
	Résidentielle	1 772 078	3 380 245	52 %	ND
	Commerciale	38 236	122 640	31 %	ND
	Affaires	9 194	22 254	41 %	ND
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>1 991 097</b>	<b>3 566 678</b>	<b>56 %</b>	<b>+ 4 %</b>
	Résidentielle	1 934 002	3 420 999	57 %	+ 5 %
	Commerciale	46 854	123 689	38 %	+ 7 %
	Affaires	10 241	21 990	47 %	+ 6 %
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>2 146 096</b>	<b>3 613 465</b>	<b>59 %</b>	<b>+ 3 %</b>
	Résidentielle	2 080 646	3 467 531	60 %	+ 3 %
	Commerciale	53 669	123 411	44 %	+ 6 %
	Affaires	11 781	22 523	52 %	+ 5 %
<b>2023</b>	<b>Total</b>	<b>2 281 101</b>	<b>3 657 018</b>	<b>62 %</b>	<b>+ 3 %</b>
	Résidentielle	2 205 447	3 504 695	63 %	+ 3 %
	Commerciale	53 896	113 579	48 %	+ 4 %
	Affaires	21 758	38 744	56 %	+ 4 %
<b>2024</b>	<b>Total</b>	<b>2 451 159</b>	<b>3 688 619</b>	<b>67 %</b>	<b>+ 5 %</b>
	Résidentielle	2 362 014	3 536 209	67 %	+ 4 %
	Commerciale	63 216	114 443	55 %	+ 7 %
	Affaires	25 929	37 967	68 %	+ 12 %
<b>2025</b>	<b>Total</b>	<b>2 496 241</b>	<b>3 687 586</b>	<b>68 %</b>	<b>+ 1 %</b>
	Résidentielle	2 402 615	3 535 201	68 %	+ 1 %
	Commerciale	65 369	112 817	58 %	+ 3 %
	Affaires	28 257	39 568	71 %	+ 3 %

5.2 Si la référence (i) n'inclut pas la clientèle affaires, veuillez présenter un tableau similaire pour la clientèle affaires et évaluer les impacts de la proposition sur celle-ci.

**Réponse :**

1 **La référence (i) inclut la clientèle d'affaires.**

5.3 Relativement à la note 11 (ii), veuillez expliquer pourquoi les économies réalisées ne tiennent compte que de la clientèle résidentielle.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur n'a tenu compte que de la clientèle résidentielle dans le calcul**  
3 **des économies potentielles pour les raisons suivantes :**

- 4 • **La disponibilité de données de sondage pour la clientèle résidentielle**  
5 **qui permettent d'établir une proportion de clients qui migreraient vers**  
6 **la Facture Internet si des frais étaient ajoutés. Le Distributeur ne**  
7 **dispose pas de telles données pour les autres types de clientèles ;**
- 8 • **La proposition de situations d'exemption qui devraient viser**  
9 **majoritairement la clientèle résidentielle ;**
- 10 • **La proportion importante des clients résidentiels sur le nombre total de**  
11 **clients du Distributeur.**

12 **Ainsi, le Distributeur juge que l'estimation des économies potentielles est**  
13 **conservatrice.**

#### REVENU REQUIS – UNITÉS DE CONFORMITÉ

**Question 6 :**

**Référence:**

(i) B-0013, p. 13

**Préambule :**

(i)

« Revenus d'unités de conformité – Règlement sur les combustibles propres (RCP)

Le Distributeur rappelle que la recharge de véhicules électriques permet de générer et commercialiser des unités de conformité (UC)<sup>5</sup> qui représentent une source de revenus pour le Distributeur.

Des UC ont été générées depuis 2022 par le Distributeur et les revenus issus de la vente de ces UC ont été de 2,4 M\$ pour 2024 et estimés à 4,7 M\$ pour l'année 2025. Aucun

revenu n'est prévu pour les années témoins en raison de l'incertitude entourant le contexte économique actuel et le maintien du Règlement sur les combustibles propres pour les années à venir. »

**Questions :**

- 6.1 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur l'incertitude entourant le contexte économique actuel évoqué par le Distributeur. Veuillez au besoin faire les distinctions qui s'imposent entre les différentes années témoins.

**Réponse :**

1 **La situation géopolitique de ces derniers mois, et notamment les relations**  
2 **commerciales incertaines entre les Etats-Unis et le Canada, ont conduit le**  
3 **gouvernement du Canada à élaborer une nouvelle stratégie industrielle.**

4 **Le règlement sur les combustibles propres, qui est une mesure en parallèle de**  
5 **la taxe carbone fédérale pour les consommateurs, abolie en avril dernier,**  
6 **continuera de s'appliquer mais sera révisé.**

7 **Après avoir réalisé un nombre restreint de transactions au début de l'année**  
8 **2024 et entamé des discussions pour la cession d'unités additionnelles issues**  
9 **de son inventaire, le Distributeur a été informé, à partir de l'été de la même**  
10 **année, de la décision des acheteurs potentiels de suspendre les négociations.**  
11 **Cette décision s'expliquait par le contexte préélectoral fédéral et les**  
12 **incertitudes entourant une éventuelle modification ou abolition du règlement.**  
13 **Par conséquent, aucune partie tierce n'a manifesté d'intérêt pour l'acquisition**  
14 **des unités du Distributeur avant le début de l'année 2025, dans un climat**  
15 **politique incertain pour le RCP qui s'est prolongé sur les premiers mois de cette**  
16 **année.**

17 **Étant donné l'incertitude prévalant lors de la préparation de la présente**  
18 **demande, découlant de la possibilité que des transactions conclues avec des**  
19 **tiers pour la vente d'unités de conformité ne puisse à terme se réaliser advenant**  
20 **l'abolition ou une modification substantielle du règlement, le Distributeur a**  
21 **déterminé qu'il était préférable de ne pas tenir compte de ces prévisions pour**  
22 **les années témoin en attendant des conditions de marché plus certaines et plus**  
23 **favorables. Malgré des engagements conclus pour la vente des unités de**  
24 **conformité créés par le Distributeur, les ententes passées, présentes et à venir,**  
25 **sont et demeureront conditionnelles au maintien du RCP et des obligations**  
26 **qu'ont les parties tierces à son égard.**

27 **Une modification ciblée du Règlement sur les combustibles propres, destinée**  
28 **à appuyer le développement de l'industrie canadienne des biocarburants est**  
29 **attendue à la suite du dépôt nouveau budget fédéral de novembre 2025.**  
30 **Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), responsable de la**  
31 **mise en œuvre du règlement, mènera un examen réglementaire, lequel devrait**

1 porter sur des nouvelles opportunités de création d'unités de conformité dans  
2 divers secteurs et sur la dynamique du marché de ces unités.

3 À ce stade, il n'est pas possible de déterminer avec précision les effets que  
4 pourraient avoir les futurs ajustements au Règlement sur les combustibles  
5 propres, les mesures incitatives à la production des biocarburants, et  
6 d'éventuelles mesures connexes pour d'autres secteurs sur le niveau d'offre  
7 d'unités de conformité, ni sur leur potentiel de valorisation commerciale.

8 Les nouvelles orientations du gouvernement fédéral ne remettent pas en cause  
9 la validité du Règlement sur les combustibles propres, ni le mécanisme de  
10 création d'unités de conformité mis en place jusqu'à maintenant, notamment  
11 celles générées par la recharge de véhicules électriques. Toutefois, le prix de  
12 ces unités demeure difficile à prévoir, car il dépend fortement de l'équilibre  
13 entre l'offre et la demande sur un marché encore en émergence à l'échelle  
14 nationale. Le Distributeur rappelle que des politiques similaires au Règlement  
15 sur les combustibles propres ont été instaurées dans plusieurs juridictions  
16 nord-américaines au cours de la dernière décennie, notamment en Californie et  
17 en Colombie-Britannique. Dans ces deux cas, les dynamiques de prix ont suivi  
18 des trajectoires comparables : une forte hausse initiale, alimentée par une  
19 demande soutenue, suivie d'une baisse progressive à mesure que l'offre de  
20 biocarburants et de diesel renouvelable s'est élargie. À titre d'exemple, en  
21 Colombie-Britannique, les prix des crédits sont passés d'environ 50 \$/tonne  
22 entre 2013 et 2017 à un sommet de 185 \$/tonne en 2021, avant de se stabiliser  
23 autour de 66 \$/tonne en 2025.

6.1.1 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de création d'unités de conformité.

**Réponse :**

24 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.1.2 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de valorisation des unités de conformité.

**Réponse :**

25 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.2 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur l'incertitude entourant le maintien du Règlement sur les combustibles propres pour les années à venir. Veuillez au besoin faire les distinctions qui s'imposent entre les différentes années témoins.

**Réponse :**

26 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.2.1 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de création d'unités de conformité.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.2.2 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de valorisation des unités de conformité.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.3 Veuillez indiquer le nombre d'unités de conformités associées aux revenus 2,4 M\$ pour 2024 et estimés à 4,7 M\$ pour l'année 2025.

**Réponse :**

3 **Le nombre d'unités de conformité correspondant aux revenus de 2,4 M\$ en**  
4 **2024 est de 10 497, tandis que celui lié aux revenus de 4,7 M\$ en 2025 est de**  
5 **25 560 unités. Le Distributeur tient à préciser que les unités de conformité ne**  
6 **sont enregistrées et validées dans le Système de création et de suivi des crédits**  
7 **(SCSC) qu'à partir de l'année suivant leur création. Ce n'est qu'à partir de cette**  
8 **année subséquente qu'elles peuvent être transférées à des tiers ou être**  
9 **conservées en inventaire en vue de leur commercialisation ultérieure. Le**  
10 **règlement ne prévoit aucun délai maximal pour la conservation en inventaire de**  
11 **ces unités.**

6.4 Veuillez indiquer sur une base annuelle le nombre d'unités de conformités créées par la recharge de véhicules électriques depuis la mise en place du RCP.

**Réponse :**

12 **Le nombre d'unités créés annuellement depuis la mise en place du règlement**  
13 **est le suivant :**  
14 **• 2022 : 11 369**  
15 **• 2023 : 29 987**  
16 **• 2024 : 52 192**  
17 **• 2025 : 68 902 (estimation).**

6.5 Veuillez indiquer le nombre d'unités de conformités que le Distributeur anticiperait de créer pour chacune des années témoins si le RCP est maintenu tel quel sur l'ensemble de cette période.

Réponse :

1 Le nombre d'unités de conformité que le Distributeur prévoit créer pour  
2 chacune des années témoin est le suivant :

- 3 • 2026 : 87 107
- 4 • 2027 : 117 688
- 5 • 2028 : 166 430

6 Le nombre d'unités anticipées dépend directement du nombre de bornes de  
7 recharge rapides que le Distributeur prévoit installer au cours des prochaines  
8 années, ainsi que du taux d'utilisation de ces bornes, lui-même lié à la  
9 croissance du parc de véhicules électriques en circulation.

REVENU REQUIS – ACHATS DE COMBUSTIBLES

Question 7 :

Référence:

- (i) B-0013, p. 10, tableau 5

Préambule :

- (i)

**Tableau 5**  
**Détail des coûts et des volumes de combustible**

	2024		2025				2026		2027		2028		Variation 2028 vs Autorisé 2025	
	Réel		Autorisé		Année de base		Année témoin		Année témoin		Année témoin		(7) = (6) - (2)	
	(1)		(2)		(3)		(4)		(5)		(6)		M\$	M litres
	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres
1 Combustibles - Réseaux autonomes	98,5	74,1	107,7	75,1	109,6	75,5	110,7	79,2	109,8	75,6	113,2	72,8	5,4	(2,3)
2 Compensation mazout - PUEE	17,7		17,6		21,2		15,7		15,7		17,2		(0,4)	
3 TOTAL DES ACHATS DE COMBUSTIBLE	116,2	74,1	125,4	75,1	130,7	75,5	126,4	79,2	125,5	75,6	130,4	72,8	5,0	(2,3)

Questions :

7.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer la croissance des volumes de combustibles de 75,1 M litres en 2025 (autorisé) à 79,2 M litres à l'année témoin 2026.

Réponse :

10 La variation observée entre l'année autorisée 2025 et l'année témoin 2026  
11 s'explique principalement par deux éléments :

- 12 • Révision à la baisse de l'estimation d'intégration éolienne, fondée sur  
13 les données historiques ;

- 1                   • **Hausse de la charge prévue dans la nouvelle prévision de la demande.**  
 2                   **La combinaison de ces facteurs explique l'écart constaté dans les volumes de**  
 3                   **combustible.**

7.2    Veuillez expliquer la décroissance des volumes entre les années témoins 2026 et 2028.

**Réponse :**

- 4                   **La décroissance des volumes entre les années témoins 2026 et 2028 s'explique**  
 5                   **par la mise en service (MES) planifiée de plusieurs projets de production**  
 6                   **d'énergie renouvelable. Ces projets contribuent à la réduction des volumes de**  
 7                   **combustibles requis.**

### REVENU REQUIS – FONDS DE ROULEMENT

**Question 8 :**

**Références:**

- (i)    B-0013, p. 22, tableau A-1  
 (ii)   B-0013, p. 24, Annexe A  
 (iii)   B-0004, p. 10, tableau A-1, ligne 3

**Préambule :**

(i)

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs 2025 Autorisé (7) = (6) - (2)
	Réel (1)	D-2025-033 (2)	Année de base (3)	Année témoin (4)	Année témoin (5)	Année témoin (6)	
21 Fonds de roulement	413,0	356,6	501,3	772,1	799,2	804,6	448,0
22 Encaisse réglementaire	61,4	72,2	70,0	290,7	287,3	287,0	214,7
23 Matériaux, combustibles et fournitures	351,6	284,3	431,3	481,4	511,9	517,6	233,3

(ii)

« L'augmentation de l'encaisse réglementaire, entre celle des années 2024 et 2025 et celle des années 2026 à 2028, s'explique principalement par l'application de la provision réglementaire redevenue opérante à la suite de l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable. Cela entraîne un ajustement annuel du délai de perception des comptes à recevoir, afin de refléter l'effet de la provision, laquelle occasionne un décalage dans la perception d'une portion de la hausse tarifaire. En effet, cette portion n'est recouvrée qu'au cours de l'année suivante. Ce mécanisme d'ajustement avait d'ailleurs été reconnu par la Régie dans le cadre du dossier R-3579-2005. Ainsi, le niveau de l'encaisse réglementaire a été rétabli à un seuil représentatif. Les niveaux observés en 2024 et 2025 étaient exceptionnellement bas, puisqu'ils ne tenaient pas compte des effets de la

provision réglementaire, celle-ci étant alors inopérante en raison de l'application de la Loi sur la simplification.

(...)

La croissance des matériaux, combustibles et fournitures s'explique principalement par la sécurisation des inventaires à la suite de difficultés d'approvisionnement et à une prévision de la hausse de la consommation. Les équipements de mesurage sont aussi en hausse en lien avec le projet de remplacement des compteurs intelligents. »

(iii)

**Tableau A-1**  
**Revenus additionnels requis et hausses tarifaire demandées**  
**aux 1<sup>er</sup> avril 2026, 2027 et 2028 (M\$)**

	2026	2027	2028
1 Revenus des ventes (sans hausse de tarif de l'année en cours)	15 327,4	16 128,8	17 073,6
2 Mécanisme de lissage des hausses tarifaires <sup>1</sup>	15,4	5,0	(20,3)
3 Ajustement - provision réglementaire année précédente <sup>2</sup>	(133,3)	(174,4)	(183,6)
4 <b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>15 209,5</b>	<b>15 959,5</b>	<b>16 869,6</b>
5 <b>Revenus requis</b>			
6 Achats			
7 Achats d'électricité	8 833,0	9 144,3	9 660,7
8 Service de transport	3 230,2	3 344,6	3 495,8
9 Coûts de distribution & services à la clientèle			
10 Charges d'exploitation	2 001,8	2 095,3	2 151,6
11 Autres charges	1 101,0	1 257,8	1 411,6
12 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(324,3)	(335,0)	(363,6)
13 Frais corporatifs	48,7	51,1	53,3
14 Revenus autres que ventes d'électricité	(177,3)	(206,2)	(241,0)
15 Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	17,6	17,9	19,7
16 Compensation réseaux municipaux	20,1	25,5	31,1
17 Rendement sur la base de tarification	1 013,6	1 151,4	1 275,3
18 <b>Revenus requis</b>	<b>15 764,5</b>	<b>16 546,8</b>	<b>17 494,5</b>
19 <b>Revenus additionnels requis (avec mécanisme de lissage)</b>	<b>(554,9)</b>	<b>(587,3)</b>	<b>(624,9)</b>
20 <b>Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif)<sup>3</sup></b>	<b>14 029,3</b>	<b>14 810,0</b>	<b>15 721,4</b>
21 <b>Hausses tarifaires demandées - 1<sup>er</sup> avril</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>
22 - Clients aux tarifs domestiques	3,0%	3,0%	3,0%
23 - Clients aux tarifs généraux et industriels (tarif L)	4,8%	4,8%	4,8%
24 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre de l'année courante</b>	<b>380,5</b>	<b>403,7</b>	<b>428,7</b>
25 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars de l'année subséquente</b>	<b>174,4</b>	<b>183,6</b>	<b>196,1<sup>4</sup></b>
26 <b>Revenus totaux générés par les hausses demandées</b>	<b>554,9</b>	<b>587,3</b>	<b>624,9</b>

<sup>1</sup> Voir pièce HQD-3, Document 1, tableau 1

<sup>2</sup> Correspond au manque à gagner occasionné par le décalage entre les années témoin et tarifaire. Voir colonne 9 des tableaux A-2 à A-4.

<sup>3</sup> Contrats spéciaux non assujettis à la hausse des clients industriels de grande puissance

<sup>4</sup> Le montant de 196,1 M\$ constitue la provision réglementaire de 2028 et sera récupérable en 2029 lors de la prochaine révision tarifaire. La provision réglementaire de 2028 est établie au tableau A-5 (colonne 9).

## Questions :

8.1 Relativement aux tableaux A-4 à A-8 (ii), veuillez justifier la croissance de la provision pour créance douteuse de 402,5 M\$ à l'année autorisée 2025 à 513,4 M\$ à l'année témoin 2028, soit une augmentation de 28 %.

**Réponse :**

1           **La hausse de 28 % de la provision pour créances douteuses entre l'année**  
2           **autorisée 2025 (402,5 M\$) et l'année témoin 2028 (513,4 M\$) s'explique**  
3           **principalement par trois facteurs :**

- 4           • **L'évolution historique des pertes sur créances, qui témoigne d'une**  
5           **tendance à la hausse ;**
- 6           • **Le contexte économique incertain, susceptible d'accroître le risque de**  
7           **défaut de paiement ;**
- 8           • **L'augmentation projetée des ventes, qui entraîne mécaniquement une**  
9           **hausse du volume de créances à risque.**

10           **Compte tenu de ces éléments, l'ajustement proposé de la provision reflète une**  
11           **approche prudente visant à représenter de manière adéquate le risque anticipé**  
12           **de pertes sur créances.**

8.2        Eu égard aux explications données à la référence (ii), veuillez justifier la croissance de l'encaisse réglementaire de 220 M\$ entre l'année de base 2025 (70,0 M\$) et l'année témoin 2026 (290,7 M\$) considérant que la provision réglementaire 2026 est de 174,4 M\$ (iii).

**Réponse :**

13           **Le Distributeur tient à rappeler que la méthode pour évaluer l'encaisse**  
14           **réglementaire est la même que celle qui prévalait avant l'adoption de *Loi sur la***  
15           ***simplification*. C'est plutôt la méthode pendant la *Loi sur la simplification* qui a**  
16           **dû être adaptée pour retirer l'effet de la provision réglementaire, car elle était**  
17           **inopérante pendant cette période. Il est par conséquent normal de constater un**  
18           **écart entre les années 2025 et 2026.**

19           **La variation de l'encaisse réglementaire, passant de 70,0 M\$ en 2025 à 290,7 M\$**  
20           **en 2026, soit une augmentation de 220,7 M\$, s'explique principalement par les**  
21           **deux éléments suivants :**

- 22           • **Réintroduction de la provision réglementaire :**  
23           **La provision réglementaire redevient applicable à la suite de l'entrée en**  
24           **vigueur de la Loi 24. Cette réintroduction entraîne un ajustement du**  
25           **délai de perception des comptes à recevoir, conformément à la**  
26           **méthodologie lead/lag reconnue en matière de réglementation et**  
27           **autorisée par la Régie<sup>6</sup>. Cet ajustement prolonge le délai de financement**  
28           **des opérations par Hydro-Québec avant la réception des paiements des**  
29           **clients, ce qui se traduit par une augmentation de l'encaisse**  
30           **réglementaire requise de 247,5 M\$.**

<sup>6</sup> Décision D-2006-34, pages 55 et 56.

- 1                   • **Hausse de la provision pour créances douteuses :**  
2                   **La provision pour créances douteuses augmente de 29,1 M\$, passant**  
3                   **de 419,9 M\$ en 2025 à 449,0 M\$ en 2026, ce qui entraîne un effet à la**  
4                   **baisse sur l'encaisse réglementaire du même montant. Les facteurs**  
5                   **expliquant cette augmentation sont détaillés à la réponse 8.1 ci-dessus.**

8.3 Relativement à la référence (ii), veuillez élaborer sur les difficultés d'approvisionnement rencontrées au niveau des matériaux combustibles et fourniture et spécifiant les produits concernés. Veuillez de plus expliquer pourquoi une hausse de la consommation implique un besoin de fonds de roulement supérieur.

**Réponse :**

6                   **La pandémie de COVID-19 a profondément perturbé les chaînes**  
7                   **d'approvisionnement mondiales. Elle a causé des ruptures de production, des**  
8                   **retards logistiques, une hausse des coûts de transport et des pièces ainsi que**  
9                   **des pénuries de matières premières. Avec les ruptures de stocks découlant de**  
10                   **la pandémie, la majorité des entreprises, dont le Distributeur, ont dû repenser**  
11                   **leurs stratégies (émettre les besoins à l'avance, sécuriser la capacité de**  
12                   **production des fournisseurs stratégiques et augmenter les niveaux de stocks**  
13                   **en inventaire), notamment en matière de gestion des stocks et de diversification**  
14                   **des fournisseurs, pour renforcer leur résilience face à ces nouvelles**  
15                   **incertitudes.**

16                   **Pour soutenir cette croissance sans interruption, il devient essentiel de**  
17                   **sécuriser davantage les stocks de pièces stratégiques. Dans un contexte où les**  
18                   **chaînes d'approvisionnement restent fragiles, une pénurie de stocks peut**  
19                   **rapidement entraîner des retards coûteux, nuire à la livraison des projets et au**  
20                   **rétablissement du réseau lors de pannes. Il est essentiel d'augmenter les**  
21                   **niveaux de stocks, sécuriser les fournisseurs et intégrer plus de flexibilité dans**  
22                   **la planification.**

8.4 Relativement au tableau A-9, veuillez justifier la croissance du besoin de fonds de roulement de chacune des lignes du tableau et indiquer dans quelle mesure ces hausses sont liées aux difficultés d'approvisionnement et à la hausse de la consommation.

**Réponse :**

23                   **Chaque ligne du tableau reflète une augmentation des besoins opérationnels**  
24                   **liée à la volatilité des chaînes d'approvisionnement et à la croissance des**  
25                   **activités. Ces hausses sont donc directement liées à la nécessité de sécuriser**  
26                   **les stocks pour éviter les retards de projets et répondre à une demande en forte**  
27                   **progression. L'augmentation du besoin de fonds de roulement s'explique**  
28                   **également par le besoin des pièces stratégiques afin de diminuer le délai de**  
29                   **rétablissement lors de pannes.**

## REVENU REQUIS – AJUSTEMENT DES CONTRATS SPÉCIAUX

Question 9 :

Référence:

- (i) B-0013, p. 7, tableau 1, ligne 6

Préambule :

- (i)

**Tableau 1**  
**Évolution des revenus requis du Distributeur (M\$)**

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033 (7) = (8) - (2)
	Réel (1)	D-2025-033 (2)	Année de base (3)	Année témoin (4)	Année témoin (5)	Année témoin (6)	
1 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	10 844,1	11 516,1	11 932,4	12 063,2	12 488,9	13 156,5	1 640,4
2 Achats d'électricité	7 718,3	8 372,9	8 789,2	8 833,0	9 144,3	9 660,7	1 287,8
3 Patrimoniale	5 528,3	5 886,2	5 904,0	6 060,7	6 223,2	6 354,2	468,0
4 Postpatrimoniale	2 028,9	2 419,0	2 728,1	2 622,2	2 768,3	3 145,2	726,2
5 Tarif de gestion de la consommation	48,7	-	54,3	-	-	-	-
6 Ajustement des contrats spéciaux	98,4	60,8	96,9	144,5	141,8	144,0	83,2
7 Achats d'électricité en réseaux non reliés	14,0	6,9	5,8	5,6	11,0	17,2	10,3
8 Service de transport	3 125,8	3 143,2	3 143,2	3 230,2	3 344,6	3 495,8	352,6
9 Charge locale	3 089,7	3 143,2	3 143,2	3 208,7	3 344,6	3 495,8	352,6
10 Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	36,1	-	-	21,5	-	-	-
11 COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	3 112,6	3 471,5	3 317,9	3 701,3	4 057,8	4 338,0	866,5
12 Charges d'exploitation	1 944,6	1 913,9	1 926,9	2 001,8	2 095,3	2 151,6	237,8
13 Élaborer des stratégies	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,6	(0,6)
14 Ventes à l'exportation et développement de marchés	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,6	(0,6)
15 Planifier et prioriser	6,8	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	0,8
16 Gestion des approvisionnements en électricité	6,8	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	0,8
17 Concevoir et construire	119,3	127,4	131,1	134,0	146,1	148,7	21,3
18 Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	6,2	5,5	7,1	7,3	7,9	8,3	2,8
19 Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	35,8	35,9	38,8	40,8	47,7	46,6	10,7
20 Expertise et soutien technique aux opérations	77,3	86,0	85,2	85,9	90,5	93,9	7,9
21 Exploiter et commercialiser	1 702,4	1 646,0	1 663,2	1 744,2	1 831,0	1 896,2	250,2
22 Expérience client et commercialisation	629,3	680,4	701,0	704,1	718,9	739,8	59,4
23 Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	47,1	50,9	56,8	59,3	63,0	68,4	17,5
24 Service technique et intégration réseau	24,1	39,0	27,2	31,0	32,6	32,8	(6,3)
25 Opération et maintenance	795,6	678,8	655,9	718,6	757,1	784,8	106,0
26 Mesurage	90,7	86,8	102,4	106,4	123,5	130,9	44,1
27 Exploitation des réseaux autonomes	115,6	110,1	120,0	124,8	135,8	139,5	29,5
28 Facturation interne et autres cheminements directs	99,3	150,4	108,5	112,5	118,7	119,0	(31,4)
29 Coupure des charges d'exploitation non allouée par activités	-	(38,0)	-	-	-	-	38,0
30 Efficience additionnelle non attribuée par activités	-	-	-	(11,7)	(23,6)	(35,7)	(35,7)
31 Rendement sur les actifs utilisés par les activités de soutien	15,5	21,5	17,5	16,3	16,4	16,6	(4,9)

*( suite du tableau à la page suivante )*

Question :

- 9.1 Veuillez justifier l'évolution de l'ajustement des contrats spéciaux entre l'année 2025 (D-2025-033) et les années témoins 2026, 2027 et 2028.

Réponse :

1 Le Distributeur tient à rappeler que la rubrique « Ajustement des contrats  
2 spéciaux » ne représente pas un coût pour la clientèle québécoise, mais bien  
3 un ajustement pour assurer la neutralité tarifaire, soit retirer des revenus requis  
4 les pertes ou revenus associés à ces contrats dans l'établissement des tarifs.

5 L'augmentation de l'ajustement des contrats spéciaux entre l'année 2025  
6 (D-2025-033) et les années témoins 2026, 2027 et 2028 découle principalement

1 de la croissance des revenus associés à ces contrats. Cette évolution  
 2 s'explique notamment par la hausse des cours du marché du prix de  
 3 l'aluminium. Certains contrats spéciaux conclus entre Hydro-Québec et des  
 4 entreprises industrielles sont basés sur une formule à partage de risque et ont  
 5 un tarif variable selon le prix de l'aluminium. De plus, l'un des contrats spéciaux  
 6 a vu sa clause de tarification basée sur le prix de l'aluminium arriver à échéance  
 7 en 2025 ce qui a entraîné une augmentation du tarif applicable.

**REVENU REQUIS – IMA 2.0**

**Question 10 :**

**Références:**

- (i) B-0013, p. 43, tableau A-37
- (ii) B-0013, p. 35, tableau A-21

**Préambule :**

- (i)

« Acheter des compteurs Revelo de Landis+Gyr\* avec les fonctionnalités avancées afin de les déployer par zone géographique selon un horizon de 7 ans (2027-2033). Cela permettra de sécuriser les stocks, minimiser les impacts sur les opérations et sur la base tarifaire, débiter le déploiement avant que les défaillances augmentent significativement et éviter les doubles déplacements (remplacer un compteur défaillant avec l'ancienne technologie, puis le remplacer un peu plus tard avec la nouvelle technologie). »

- (ii)

**Tableau A-21**

**Mises en service des projets majeurs autorisés par Hydro-Québec (M\$)**

	Avant 2024	2024	2025	2026	2027	2028	Après 2028	MES	Montant autorisé	Écart autorisé	Écart %
	Réel	Réel	Année de base	Année témoin	Année témoin	Année témoin	Après 2028	total			
A Raccordement du poste Montréal-Nord	0,4	11,8	8,4	5,8	3,9	3,0	3,2	36,5	36,5	(0,0)	0%
Remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport et de distribution d'électricité	3,2	-	-	-	175,9	-	-	179,1	211,6	(32,5)	-15%
Entente d'enfouissement avec la ville de Montréal	2,7	0,4	13,0	12,9	13,2	13,4	11,6	67,2	89,5	(22,3)	-25%
B Réseau structurant de transport en commun (RSTC) - Tramway ville de Québec	1,8	(0,6)	3,1	14,9	-	-	-	19,2	70,4	(51,2)	-73%
Construction de la nouvelle centrale hybride de Tasujaq	0,0	62,3	14,1	-	-	-	-	76,4	79,4	(3,0)	-4%
L Raccordement du nouveau poste 315-25 kV de Côte-Saint-Luc	-	-	-	13,9	25,9	15,4	35,3	90,5	90,5	0,0	0%
C Construction de la nouvelle centrale d'Inukjuak	0,0	4,2	41,4	-	-	-	-	45,6	60,0	(14,4)	-24%
Augmentation de la puissance et intégration des énergies renouvelables de la centrale de Kuujuaq	-	-	45,7	0,0	-	-	-	45,7	52,2	(6,5)	-12%
Raccordement de deux nouveaux transformateurs au poste de Sainte-Rosalie	-	-	-	11,5	4,6	9,0	7,3	32,4	32,4	(0,0)	0%
Augmentation de la puissance de la centrale de Quaqtaq	-	46,6	1,8	0,0	-	-	-	48,4	52,1	(3,7)	-7%
E Raccordement de la communauté autochtone de Kicissakik	-	-	-	32,7	-	-	-	32,7	32,7	(0,0)	0%
F Réhabilitation des digues de la centrale Menihék	-	-	22,6	41,3	-	-	-	63,9	63,9	0,0	0%
G Construction d'un simulateur de puissance	-	-	25,9	3,6	-	-	-	29,5	32,6	(3,1)	-10%
H Construction de la nouvelle centrale et du nouveau poste de Puimivik - plan de conversion phase 1	0,0	-	-	90,4	-	-	-	90,4	115,0	(24,6)	-21%
I Construction de la nouvelle centrale hybride d'Aupaluk	-	-	-	-	106,5	-	-	106,5	95,1	11,4	12%
J Hochelaga nouveau poste 315-25 kV et lignes alimentations	-	-	-	-	5,7	15,4	44,5	65,6	65,6	(0,1)	0%
K Remplacement des aérefroidisseurs de la centrale thermique de Cap-Aux-Meules	-	-	-	-	-	33,2	-	33,2	33,2	(0,0)	0%
L Construction d'une nouvelle centrale thermique et d'un système de stockage d'énergie à Kangiqsuaq	-	-	-	-	3,4	95,2	-	98,6	110,0	(11,4)	-10%
M Raccordement de la nouvelle centrale à biomasse forestière d'un promoteur privé à Obedjwan	-	-	-	9,7	62,2	1,3	-	73,2	84,6	(11,4)	-13%
N Nouveau poste Bagouille 161-25 kV	-	-	-	5,6	55,2	0,1	-	60,8	60,8	(0,0)	0%
O Nouveau poste Val-des-Monts et sa ligne d'alimentation	-	-	-	-	-	30,9	25,6	56,5	56,5	(0,0)	0%
P Nouveau poste Côteau-du-Lac et sa ligne d'alimentation	-	-	-	-	52,2	4,0	-	56,2	56,2	(0,0)	0%
Q Construction d'un corridor d'énergie entre les postes Dorval et Laurent	-	-	-	-	26,2	-	-	26,2	26,2	-	0%
R IMA 2.0 - Pénalité du parc	-	-	0,1	40,5	261,5	287,5	1 434,5	2 024,0	2 024,0	0,0	0%
S Raccordement du parc éolien privé de Grosse-Ile (PEDGI) et ajout d'un système de stockage par batterie	-	-	-	-	-	54,9	-	54,9	-	54,9	-
<b>Total</b>	<b>8,2</b>	<b>124,7</b>	<b>176,1</b>	<b>282,6</b>	<b>796,4</b>	<b>563,2</b>	<b>1 561,9</b>	<b>3 513,0</b>	<b>3 631,0</b>	<b>(118,0)</b>	

**Questions :**

10.1 Veuillez indiquer l'impact sur le revenu requis de chacune des années témoins d'un remplacement préventif des compteurs (IMA 2.0) versus en déploiement davantage en mode correctif lors des défaillances.

**Réponse :**

1 **L'option de remplacement correctif n'a pas été retenue pour plusieurs raisons.**  
2 **D'une part, l'obsolescence des technologies actuelles combinée aux limites**  
3 **du réseau de télécommunication, ne permet pas d'assurer la performance et la**  
4 **fiabilité requises. D'autre part, seuls les compteurs certifiés par Mesures**  
5 **Canada peuvent être utilisés pour la facturation, ce qui impose de maintenir le**  
6 **parc conforme aux normes et à l'évolution du marché. Il n'est donc pas**  
7 **nécessaire de comparer l'impact sur le revenu requis compte tenu que l'option**  
8 **de remplacement correctif n'est pas possible.**

10.2 Veuillez indiquer la durée d'amortissement prévue des nouveaux compteurs.

**Réponse :**

9 **La durée d'amortissement prévue des nouveaux compteurs est de 15 ans.**

10.3 Veuillez présenter les données dont dispose le Distributeur qui le mène à anticiper une augmentation significative des défaillances et veuillez indiquer à partir de quelle année cette augmentation est attendue.

**Réponse :**

10 **Dans le cadre du processus de renouvellement de son parc de compteurs,**  
11 **Hydro-Québec a mené une démarche rigoureuse de consultation auprès de**  
12 **multiples parties prenantes, incluant des utilités, des partenaires industriels,**  
13 **des manufacturiers et des experts reconnus du secteur. Les analyses**  
14 **comparatives et le balisage sectoriel réalisés confirment que la durée de vie**  
15 **utile des compteurs se situe généralement entre 15 et 18 ans. Au terme de cette**  
16 **période, les essais en laboratoire portant sur les protocoles de vieillissement**  
17 **accéléré mettent en évidence une augmentation significative du taux de**  
18 **défaillances des équipements. Ces essais ont porté sur des critères tels que la**  
19 **précision métrologique, la fiabilité des communications, la validation des**  
20 **profils de charges et de registres, la stabilité des affichages à cristaux liquides,**  
21 **la performance des super condensateurs, l'intégrité des circuits électroniques,**  
22 **ainsi que la résistance aux variations de température et d'humidité. En tenant**  
23 **compte du calendrier de déploiement des compteurs, réalisé entre 2013 et 2017,**  
24 **Hydro-Québec anticipe que la survenue des premières défaillances**  
25 **significatives débutera en 2028, pour atteindre un pic en 2031 advenant du**  
26 **non-remplacement des compteurs.**

10.4 Veuillez présenter les données propres au Distributeur eu égard aux défaillances des compteurs actuels.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur n'est pas en mesure de produire l'information demandée dans**  
2            **le délai imparti au prix d'efforts raisonnables. Au demeurant, il estime qu'une**  
3            **telle information est inutile puisque le fournisseur a annoncé l'arrêt de**  
4            **production du modèle actuel et qu'il n'est par conséquent pas envisageable de**  
5            **poursuivre avec de tels compteurs.**